

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

институт

Бурение нефтяных и газовых скважин

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.Л. Неверов

подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2016г.

Бакалаврская работа

наименование ВКР

131000.62.01 Бурение нефтяных и газовых скважин

код и наименование специальности

Аналитическое исследование технологий строительства скважин с аномально
низким пластовым давлением

тема

Руководитель

подпись, дата

д.т.н., профессор

должность, ученая степень

Н.Г. Квеско

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

К.О.Кондратенко

инициалы, фамилия

Красноярск 2016

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ЗАКАНЧИВАНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН.....	4
1.1 Комплекс технологических процессов заканчивания скважин	4
1.2 Первичное вскрытие продуктивного пласта.....	5
1.3 Методы первичного вскрытия продуктивных пластов	8
1.4 Методы вскрытия на депрессии	9
2. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ С АНОМАЛЬНО НИЗКИМИ ПЛАСТОВЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ	13
2.1 Анализ и оценка геологии продуктивных горизонтов	13
2.2 Анализ и оценка существующих технологий и технических средств первичного вскрытия продуктивных пластов.....	24
2.3 Обзор исследований по вскрытию продуктивных пластов при отрицательном перепаде давлений.	33
2.4 Анализ применяемых буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов	41
2.5 Выводы.....	52
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	53
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	53

ВВЕДЕНИЕ

В цикле строительства скважин вскрытие продуктивного пласта является одним из основных и сложных процессов. От качества выполнения данного этапа в разведочных скважинах во многом зависит оценка перспективности новых месторождений, а в эксплуатационных – дебит.

Повышение дебитов эксплуатационных скважин и нефтегазоотдачи продуктивных пластов является важнейшей задачей обеспечения рентабельной добычи углеводородного сырья и вовлечения в эксплуатацию месторождений с трудно извлекаемыми запасами нефти и газа.

Разработка новых месторождений становится всё более сложной задачей, в следствии сложных горно – геологических условий, аномальных пластовых давлений, отдаленности от крупных населённых пунктов.

На различных этапах развития нефтяной и газовой промышленности нашей страны в решении научно – технических вопросов бурения, заканчивания и ремонта скважин, было задействовано большое количество российских учёных и специалистов. Однако, ряд актуальных проблем остаются нерешёнными в настоящее время.

Основным недостатком традиционной технологии бурения на репрессии является ухудшение фильтрационных характеристик коллекторов, обусловленное проникновением твёрдой фазы и фильтрата промывочной жидкости в прискважинную зону пласта с последующим инициированием необратимых физико – химических процессов их взаимодействия с пластовыми флюидами и породообразующими минералами.

Продуктивные отложения, вскрываемые горизонтальными скважинами, наиболее уязвимы к такому роду воздействиям в силу увеличения срока контакта с промывочной жидкостью.

Ухудшение фильтрационно – емкостных свойств коллекторов при бурении скважин вряд ли удастся избежать полностью, однако оно может быть снижено за счёт использования современных технологий.

Вскрытие продуктивных отложений в условиях депрессии является весьма эффективным методом минимизации таких воздействий. Данная технология может быть реализована, как применением обычных бурильных труб, так и с использованием различных колтюбинговых установок.

Таким образом, повышение качества вскрытия продуктивных пластов является актуальной научно – технической проблемой, имеющей важное народно – хозяйственное значение.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ЗАКАНЧИВАНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

1.1 Комплекс технологических процессов заканчивания скважин

- Первичное вскрытие продуктивного пласта;
- Опробывание и испытание продуктивного пласта в период бурения;
- Крепление ствола скважины и разобщение пластов обсадными трубами;
- Установка фильтра между продуктивными пластами и скважиной (при необходимости);
- Вторичное вскрытие продуктивных пластов перфорацией;
- Вызов притока флюида из пластов;

1.2 Первичное вскрытие продуктивного пласта

Вскрытие продуктивного пласта (разведываемого или эксплуатационного объекта) это операции, связанные с бурением ствола скважины в интервале продуктивного пласта на полную его мощность или частично. Процесс бурения в продуктивном пласте имеет определенную специфику. Она состоит в том, что при вскрытии большое значение приобретают физико-химические процессы, которые происходят в окрестностях ствола скважины и приводят к образованию прискважинной зоны пласта. Прискважинной зоной пласта называют некоторый объем последнего, распространяющийся от стенок ствола скважины в глубь пласта и подверженный при вскрытии действию процессов, нарушающих первоначальное механическое и физико-химическое состояние коллектора и содержащейся в нем подвижной (жидкой или газообразной) фазы.

Основная задача при вскрытии пласта состоит в том, чтобы не допустить существенного нарушения естественных свойств и состояния горной породы-коллектора и правильно задать величину заглубления в пласт. Ее устанавливают в зависимости от положения водонефтяного контакта, близости подошвенных вод и т.п. При бурении в продуктивной толще должна быть обеспечена такая глубина вскрытия, которая гарантировала бы длительную безводную эксплуатацию скважины и минимальные в данных условиях гидравлические сопротивления при поступлении нефти или газа в скважину.

В результате физико-химического и физико-механического воздействия при первичном вскрытии изменяются фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов в прискважинной зоне.

Физико-химическое воздействие на прискважинную зону обусловлено взаимодействием пород и флюидов пласта с фильтраатами промывочных жидкостей, посредством действия адсорбционных, капиллярных и диффузионно-осмотических сил.

Физико-химическое воздействие на продуктивный горизонт оказывают следующие факторы:

- разгрузка горного массива в результате разбуривания (сооружения выработки) продуктивного пласта;
- изменяющееся противодействие столба промывочной жидкости;
- кольтатация порового пространства дисперсной фазой промывочных жидкостей и частицами выбуренной породы;
- изменение температурного режима в прискважинной зоне;
- гидродинамическое и механическое воздействие на породы разбуриваемого пласта движущимся буровым инструментом.

При этом следует отметить, что физико-химические процессы, происходящие в прискважинной зоне пласта при первичном вскрытии, являются следствием физико-механических воздействий. Например, взаимодействие пород-коллекторов с фильтратом промывочной жидкости обусловлено проникновением последнего внутрь порового пространства, вызванного репрессией. Или выпадение осадков внутри порового пространства из насыщающих его жидкостей и газов может быть спровоцировано изменением температурного режима прискважинной зоны.

Бурение нефтяных и газовых скважин неизбежно сопровождается различными физико-химическими процессами взаимодействия бурового раствора со слагающими стенки горной выработки породами. К этим процессам относятся фильтрация, диффузия, теплообмен, капиллярная пропитка и др. Один из наиболее существенных процессов взаимодействия бурового раствора с окружающими скважину породами - фильтрация, которая определяет возникновение поглощений бурового раствора и нефтегазоводопроявлений, глинизацию стенок скважины, кольтатацию приствольной зоны продуктивных пластов в фильтровой зоне скважины в процессе вызова притока и последующей эксплуатации, разуплотнение и набухание глинистых отложений

и многие другие явления, существенно влияющие на качество заканчивания скважин. Для создания научно обоснованных приемов предотвращения рядов осложнений, достижения эффективных результатов при вскрытии и освоении пластов, реализации процессов бурения с минимальными противодавлениями на пласты необходимо располагать количественными зависимостями, описывающими движение жидкостей и газов в пластах, изучение которых составляет предмет теории фильтрации.

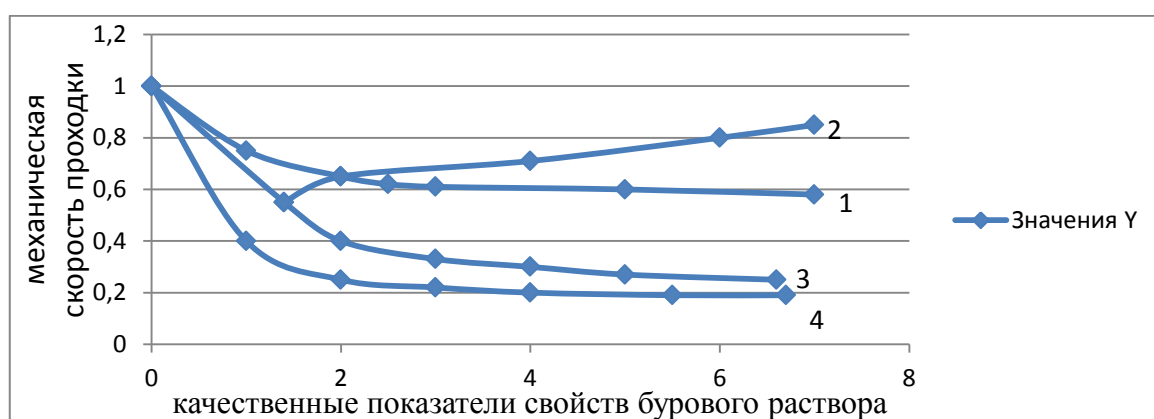


Рисунок 1.2 - Качественная зависимость относительной механической скорости проходки от показателей свойств бурового раствора: 1 - вязкость; 2 - фильтрация; 3 - содержание твердой фазы; 4 - плотность

Которые свидетельствуют о том, что эффективность работы долота ухудшается по мере увеличения плотности, количества твердой фазы, вязкости раствора и уменьшения фильтрации. Наибольшее влияние на механическую скорость проходки оказывают плотность и твердая фаза бурового раствора. Воздействие вязкости менее существенно. Отмечено также сильное влияние показателя фильтрации. [3]

1.3 Методы первичного вскрытия продуктивных пластов

Основным показателем качества вскрытия пластов в процессе бурения является максимальное сохранение коллекторских свойств пород призабойной зоны, а целью опробования и испытания пластов в бурящихся скважинах - определение естественных геолого-физических параметров пласта. Исходя из этого, наметились основные направления в развитии методов вскрытия, опробования и испытания пластов. Так, совершенствование методов вскрытия пластов проводится по двум основным направлениям: создание техники и технологии вскрытия пластов с аномально большими пластовыми давлениями и разработка методов вскрытия пластов, в которых давления меньше гидростатического давления.

Первое направление в основном охватывает проблему вскрытия пластов в разведочных скважинах и на вновь вводимых в эксплуатацию месторождениях, а по второму направлению происходит совершенствование методов вскрытия пластов для истощенных месторождений с целью извлечения остаточных запасов нефти из залежей, не участвующих в разработке.

Многообразие геологических, физических, технических и других особенностей проводки скважин не позволяет создать универсальный метод вскрытия продуктивных пластов, который мог бы максимально сохранить естественную характеристику горных пород, слагающих призабойную зону. Поэтому совершенствование вскрытия продуктивных пластов ведется несколькими путями, а именно: изыскание новых видов химических реагентов для обработки буровых растворов и специальных добавок к ним для временной закупорки паровых каналов пласта; получение буровых растворов, жидкая фаза которых по своим свойствам однородна с пластовой жидкостью, и разработка методов вскрытия продуктивных горизонтов без избыточного давления на пласт.

В каждом отдельном случае метод вскрытия продуктивного пласта выбирается в зависимости от физико-геологических особенностей коллектора и физико-химической характеристики пластовой жидкости, при этом в первую очередь учитываются величины пластовых давлений, проницаемость и вещественный состав призабойной зоны, наличие в разрезе пласта набухающих глин, степень трещиноватости.

Совершенствование методов вскрытия продуктивных пластов с давлением на забое выше гидростатического и с давлением, равным гидростатическому, проводится изменением плотности бурового раствора. При этом к буровым растворам в основном предъявляются требования обеспечения минимального проникновения фильтрата и твердых частиц в горные породы, слагающие призабойную зону пласта; недопущения взаимодействия фильтрата с глинистым материалом, находящимся в продуктивном пласте; предотвращения образования нерастворимых осадков в паровом пространстве пласта; обеспечения необходимой стабильности раствора при высоких температурах, давлении и при контактировании с пластовой водой, а также обеспечения сравнительно легкого удаления проникших в пласт фильтрата и твердых частиц при испытании скважин.

1.4 Методы вскрытия на депрессии

Существует три основных метода бурения на депрессии. Решение о том, какой метод использовать, принимается с учетом характеристик коллектора и целей проекта. Ниже обсуждаются эти три способа:

- Закачка через стояк:

Это низконапорный вид бурения, применяемый в том случае, когда скважина неспособна выдавать нефть на поверхность (фонтанировать). Суть метода состоит в том, что какой-либо неокисленный газ (N_2 , CO_2 или HC) вводится в стояк буровой установки, где он соединяется с буровым раствором.

После того, как этот двухфазный раствор проходит через буровое долото, газ расширяется, что облегчает столб жидкости и создает в кольцевом пространстве депрессию. Большинство скважин на депрессии в мире бурятся именно таким способом.

- Закачка в микрокольцевую зону или нагнетательную колонну:

Данный метод также является низконапорным методом. В этом случае путь нагнетания образуют концентрические обсадные колонны или колонна малого диаметра, спускаемые с внешней стороны обсадной колонны, куда можно нагнетать газ в кольцевое пространство «А» через нагнетательный канал. Это позволяет оператору понизить гидростатическое давление в кольцевом пространстве при отсутствии в бурильной трубе двухфазного бурового агента. Поэтому в этом случае возможны стандартные скважинные исследования в процессе бурения.

К недостаткам этого метода относятся стоимость дополнительных обсадных труб, увеличение размеров скважины и средняя наработка на отказ нагнетательных отверстий.

Это высоконапорный способ бурения на депрессии; во многих отношениях это наиболее простой для реализации метод. Когда в скважине имеется достаточное давление для фонтанирования на поверхность, то система бурового раствора должна разрабатываться с расчетом только того, что совместное действие закачиваемого и добываемого флюидов обеспечивало очистку ствола скважины и поддержание в кольцевом пространстве режима депрессии.

При данной технологии, однако, могут возникать самые высокие устьевые давления из всех методов бурения на депрессии, что необходимо учитывать при расчете и выборе типоразмеров оборудования и составлении методик. Другой существенный недостаток данной технологии — это материально-техническое обеспечение, необходимое для обработки добываемого флюида, что также необходимо учитывать при выборе оборудования и составлении методик работы.

Положительной стороной этого метода является то, что при нем легче всего поддерживать режим депрессии и контролировать давление на забое. Этот метод наименее трудоемок в плане оборудования и наиболее близок к методикам обычного бурения, поэтому обучение буровых бригад упрощается. Он также обеспечивает наибольшее приближение к режиму установившегося притока среди всех технологий бурения на депрессии, и потому способствует оценке продуктивного пласта в режиме реального времени или проведению испытаний в процессе бурения.

Наиболее распространенной технологией бурения на депрессии является подбор типа рабочего флюида, используемого для осуществления операции. Они включают бурение с промывкой буровым раствором, бурение с аэрацией бурового раствора, бурение с применением пены, бурение с орошением, и бурение с продувкой воздухом или газом.

- Бурение с промывкой буровым раствором: Бурение проводится с промывкой буровым раствором, причем гидростатическое давление, оказываемое столбом бурового раствора, меньше пластового порового давления, так что в процессе работ обеспечивается приток пластового флюида на поверхность.

- Бурение с аэрацией бурового раствора: Бурение, при котором используется двухфазный буровой раствор, содержащий тот или иной газ (обычно воздух, азот или природный газ), смешанный с жидкой фазой (обычно вода, глинистый буровой раствор или буровой раствор на углеводородной основе). Газифицированные буровые растворы обычно не содержат ПАВ.

- Бурение с применением пены: Бурение, при котором используется двухфазный буровой раствор, содержащий тот или иной газ (обычно воздух, азот или природный газ), смешанный с жидкой фазой (обычно вода, глинистый буровой раствор или буровой раствор на углеводородной основе) и связанный с помощью ПАВ. Жидкость является дисперсионной средой.

- Бурение с орошением: Бурение с использованием двухфазного бурового раствора, в котором газ (воздух, азот или другой) является дисперсионной средой.

- Бурение с продувкой воздухом: Бурение с использованием в качестве бурового агента чистого газа. Таким газом может быть воздух, азот, природный газ или любая комбинация газов.

2. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ С АНОМАЛЬНО НИЗКИМИ ПЛАСТОВЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ

2.1 Анализ и оценка геологии продуктивных горизонтов

Анализ буровых работ в различных районах мира показывает, что, хотя аномально низкие пластовые давления (АНПД) встречаются реже, чем аномально высокие, тем не менее, АНПД имеют место во многих районах нефтедобычи.

Анализ данных по АНПД [5] в пределах Пермского края, Западной и Восточной Сибири показывает, что в большинстве случаев (порядка 70%) начальный коэффициент аномальности выражается величиной порядка 0,94-0,99 и лишь в редких случаях составляет 0,75 или менее.

Если обратиться к географии распространения такого явления, как аномально низкие пластовые давления, то наиболее часто они встречаются на месторождениях Тимано-Печорской (25,4% от фонда месторождений провинции) и Лено-Тунгусской (25%) нефтегазоносных провинций (НГП). В то же время по абсолютным показателям месторождения с АНПД широко распространены на месторождениях Западно-Сибирской (44,5% от фонда месторождений с АНПД) и Волго-Уральской (34,5%) провинций. Для каждой нефтегазоносной провинции залегание пластов с аномально низкими давлениями приурочено к разным глубинам (Рис. 2.1).

Анализ данных [5] по месторождениям с аномально низкими пластовыми давлениями в пределах Западно-Сибирской, Лено-Тунгусской, Тимано-Печорской и Волго-Уральской провинций показывает, что в большинстве случаев (порядка 60%) начальный коэффициент аномальности выражается величиной порядка 0,95-0,99 и лишь в редких случаях (в среднем около 6 %) составляет 0,79 или менее. При этом даже для горизонтов с коэффициентом аномальности 0,99 при бурении применение в качестве очистных агентов

растворов на водной основе при бурении невозможно из-за опасности их проникновения в пласт.

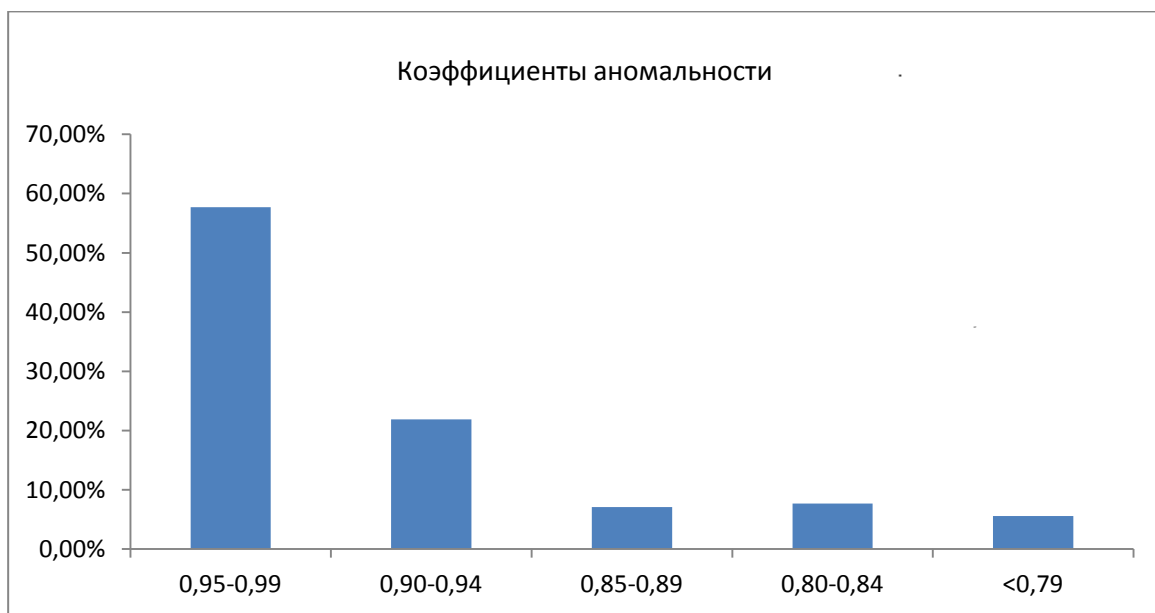


Рисунок 2.1 - Распространение пластов с аномально низкими пластовыми давлениями в зависимости от коэффициентов аномальности на месторождениях.

Из рисунка 2.2 видно, что привязки коэффициентов аномальности к определенным глубинам нет, и прослеживается общая тенденция для всех глубин, что соотносится с общими результатами [6].

Аномально низкие давления в пласте-коллекторе встречаются во многих истощенных залежах. Поверхностный признак такого снижения давления - проседание земной поверхности. АНПД зафиксированы в бассейнах Сан-Хуан, Предаппалачском, Денвер, Северо-Предкарпатском, Днепровско-Донецком и др. нефтегазоносных бассейнах [7, 8].

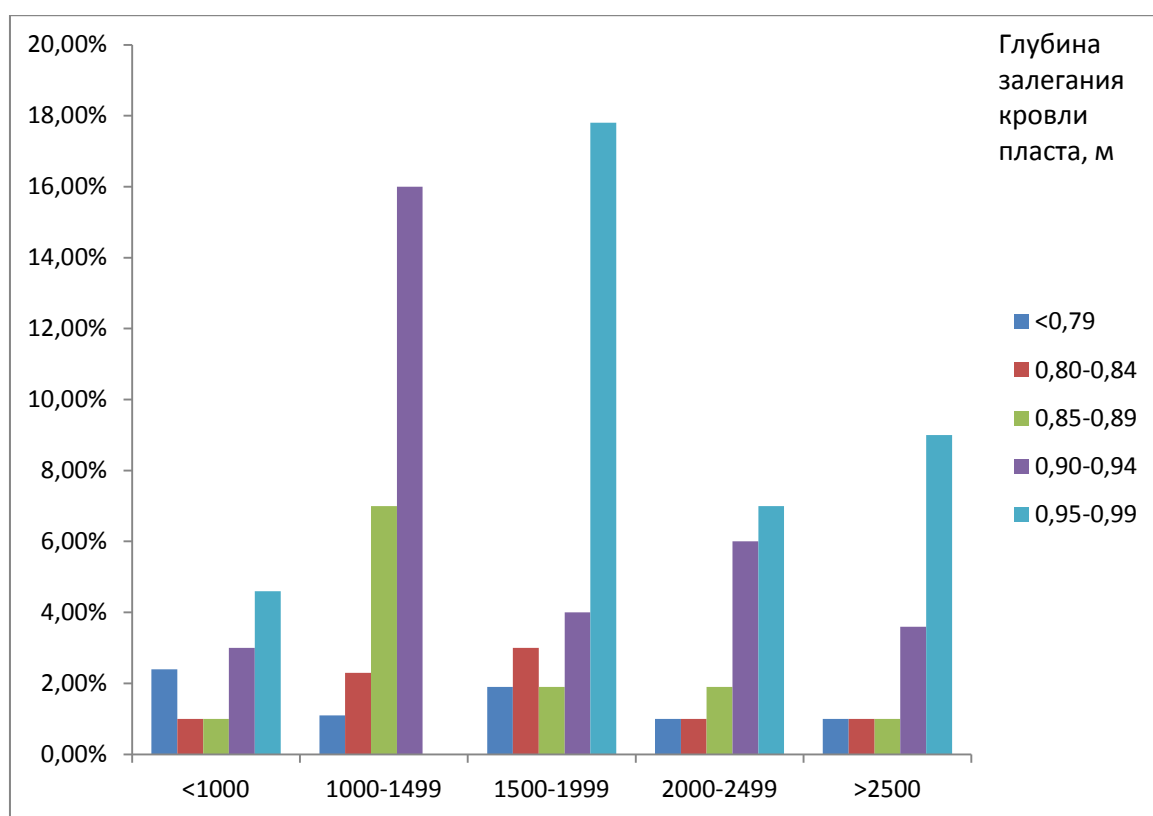


Рисунок 2.2 - Распространение пластов по коэффициентам аномальности в зависимости от глубин залегания кровли пластов на месторождениях РФ

Часто горизонты с АНПД являются следствием геологических особенностей. Кроме того, аномально низкие давления могут быть вызваны искусственно при добыче нефти, газа и воды, если не имеет места

восполнение отбираемых из пласта флюидов. Добыча больших количеств пластовых флюидов может привести к резкому снижению пластового давления. По существу, отбор флюидов в процессе добычи является причиной уменьшения давления поровых флюидов, если сильный напор воды не может компенсировать это уменьшение [8].

По результатам анализа такого показателя разработки, как пластовое давление, по мере эксплуатации (за последние 20 лет) месторождений Когалымского региона (Западная Сибирь) наблюдается снижение пластовых давлений от 12 до 50% (таблица 2.1) в сравнении с начальными значениями [9, 5, 10, 6].

Снижение пластовых давлений зависит от большого количества факторов, таких как состояние продуктивного горизонта до начала и во время разработки (физико-механическое состояние, начальные пластовые давления и температуры и т.д.), пластового флюида (его состав и характеристики), режимы и системы разработки.

Таким образом, на каждом месторождении снижение давлений будет протекать с различной интенсивностью. С точки зрения строительства скважин, повлиять на это возможно путем применения более щадящих технологий вскрытия продуктивного пласта. При первичном вскрытии пласта с АНПД вероятность загрязнения продуктивного горизонта повышена, поскольку возможны ситуации, связанные с проникновением бурового раствора в коллектор, что приводит к кольматации последнего и, как следствие, снижению дебита скважины.

Таблица 2.1 - Динамика снижения пластовых давлений на месторождениях Когалымского региона (Западная Сибирь)

Месторождение Возраст продуктивных отложений (свита, горизонт), индекс пласта	Флюид	Глубина кровли пласта, м	Гидростатическое давление, МПа	Давление пластовое начальное, МПа	Давление пластовое на 01.03.2008 г., МПа	Коэффициент аномальности, начальный, К [^]	Коэффициент аномальности, на 01.03.2008 г., [^]	Снижение пластовых давлений и коэффициента аномальности, %
Северо-Покачевское Колловей - оксфорд, Ю ¹ 1	Н	2822	27,7	28,3	22,8	1,02	0,82	19,4
Покачевское Баррем, АВ ₂	Н	1872	18,4	19,14	16,8	1,04	0,91	12,2
Нонг-Еганское Готерив, БВ _{2з} Верхняя юра, Ю\	Н Н	2247 2805	22,0 27,5	22,7 28	17,4 18,6	1,03 1,02	0,79 0,68	23,3 33,6
Нивагальское Апт, АВ1.2 АВ ₂	Н Н	1854 1857	18,2 18,2	18.7 18.8	14 15,4	1,03 1,03	0,77 0,85	25,1 18,1
Поточное Валанжин - готерив, БВ ₆ Валанжин, БВ ₈	Н Н	2209 2289	21,7 22,5	23,2 23,6	20,4 20,3	1,07 1,05	0,94 0,90	12,1 14,0
Локосовское Валанжин - готерив, БВ ₆	Н	2213	21,7	22,8	15,6	1,05	0,72	31,6
Т-Русскинское Валанжин, БСю	Н	2508	24,6	24,7	15,6	1,00	0,63	36,8
Равенское Берриас, БС18	Н	2631	25,8	26,1	22,5	1,01	0,87	13,8
Повховское Келловей - оксфорд, ГО	Н	2909	28,5	29,4	15,6	1,03	0,55	46,9
СРЕДНЕЕ:						1,03	0,79	23,9

При вскрытии продуктивных горизонтов промывочная жидкость влияет на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), такие как пористость и проницаемость, ухудшая их и тем самым уменьшая дебит скважины.

Поэтому для правильного выбора технических средств и технологии вскрытия продуктивных и перспективных пластов, а также рабочего агента для очистки забоя скважины рекомендуется составлять классификацию пластов - коллекторов и насыщающих их флюидов. Для каждого конкретного месторождения необходимо иметь сводный стратиграфический разрез.

Основной задачей при составлении такой классификации является типизация пластов - коллекторов и насыщающих их флюидов, которая служит основой для обеспечения приемлемого качества вскрытия продуктивных пластов и всех операций по заканчиванию скважин. Исходная информация для составления классификации берется на основе результатов бурения опорно-технологических разведочных скважин, геофизических и промысловых исследований.

Пористость горных пород характеризуется наличием пустот (пор) в горных породах. Благодаря пористости горные породы, за счёт влияния капиллярных сил, могут вмещать жидкости и газы. Различают три вида пористости: общую (физическую), открытую и эффективную.

Общая пористость - объём сообщающихся и изолированных пор - включает поры различных радиусов, формы и степени сообщаемости.

Под открытой пористостью понимается отношение суммарного объёма сообщающихся друг с другом пор в образце породы, ко всему объёму образца породы. Коэффициент открытой пористости всегда меньше, чем коэффициент абсолютной пористости. Для терригенных пород (песок) разница между ними мала и обычно не превышает 5-6 %.

Эффективная пористость характеризует часть объёма, которая занята подвижным флюидом (нефтью, газом) при полном насыщении порового пространства этим флюидом; она меньше открытой пористости на объём связанных (остаточных) флюидов.

Для сравнения пород-коллекторов по способности пропускать через себя флюиды пользуются понятием проницаемость. Различают абсолютную, фазовую и относительную проницаемость.

Абсолютной называют проницаемость породы-коллектора при фильтрации через нее какой-либо жидкости, химически инертной по отношению к породе.

В продуктивных пластах нефтяных и газовых месторождений всегда содержатся три вида смесей (нефть + вода, газ + вода, нефть + газ) или две (нефть + газ, нефть + вода). Проницаемость породы для любой из смесей при фильтрации меньше ее абсолютной проницаемости.

Под фазовой понимается проницаемость породы для данного флюида при наличии в порах многофазной системы.

Относительной проницаемостью коллектора называют отношение фазовой проницаемости к абсолютной.

При типизации пластов-коллекторов должны учитываться неоднородность коллекторских свойств, изменение их с глубиной, а также тип месторождения. Одной из причин неоднородности коллекторских свойств продуктивного пласта может быть наличие в нем трещин, каверн, микрокарстовых пустот. Каверны и микрокарстовые пустоты, в основном, характерны для карбонатных коллекторов.

Коллекторские свойства пород изменяются с увеличением глубины залегания пласта. С глубиной горное давление возрастает. Поэтому увеличивается уплотненность пород, уменьшаются, как правило, размеры поровых каналов в гранулярных коллекторах и количество крупных поровых каналов. Вместе с тем, на значительной глубине довольно часто встречаются трещинные и порово-трещинные пласты-коллекторы.

Терригенные коллекторы, с точки зрения их проницаемости, представлены двумя классами (таблица 2.2), приведены результаты обсчета месторождений [5] с аномально низкими пластовыми давлениями по классификации пород терригенных отложений (по Муслимову Р.Х., Долженкову В.Н. и Зинатуллину Н.Х. [11]) с целью оценки коллекторских свойств.

АНПД преимущественно встречаются в породах-песчаниках (Рис. 2.3) поэтому целесообразно сузить область дальнейших исследований именно до этих пород [6].

Таблица 2.2 – Нефтепромысловая классификация пород продуктивных терригенных отложений на месторождениях с АНПД

Класс коллектора	Тип породы (по коллекторским свойствам)	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Количество месторождений от общего фонда месторождений
I	Коллекторы высокопродуктивные	15-30	свыше 0,1	52%
	Коллекторы малопродуктивные	12,6 -19,0	0,03 -0,1	6%
II	Неколлекторы	менее 12,6	менее 0,03	42%

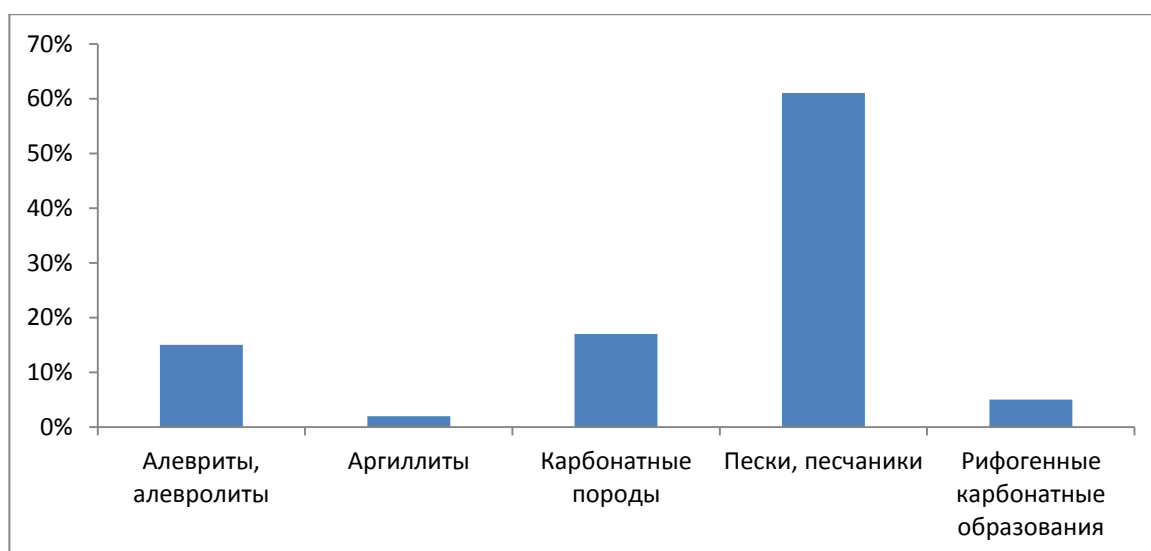


Рисунок 2.3 – Породы слагающие продуктивные горизонты с АНПД на месторождениях РФ

На рисунке 2.4. представлена классификация продуктивных горизонтов по коллекторским свойствам, где приведены данные для месторождений с АНПД [6], представленными песчаниками. Область дальнейших исследований ограничим высокопродуктивными коллекторами.

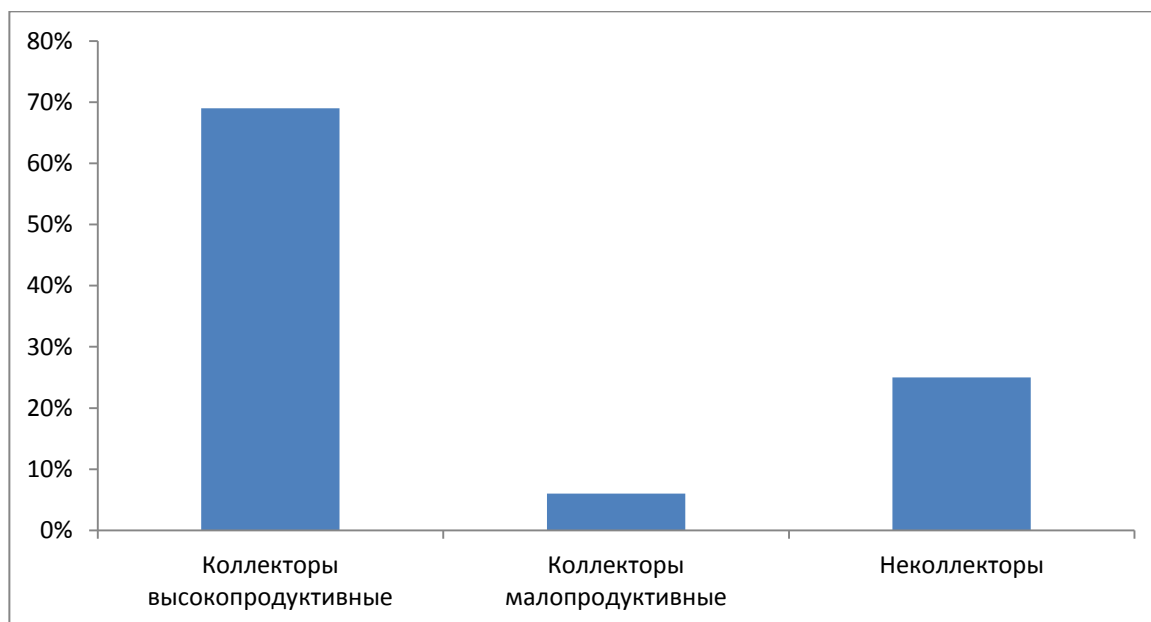


Рисунок 2.4 - Типы песчаников (по коллекторским свойствам), слагающие продуктивные горизонты с АНПД на месторождениях РФ

По глубинам залегания горизонты с АНПД, сложенные песчаниками, представлены на рисунке 2.5 [6]. Большая часть месторождений приурочена к глубинам 1500-1999 м. В таблице 2.3 представлена характеристика этих залежей с учетом глубины их залегания.

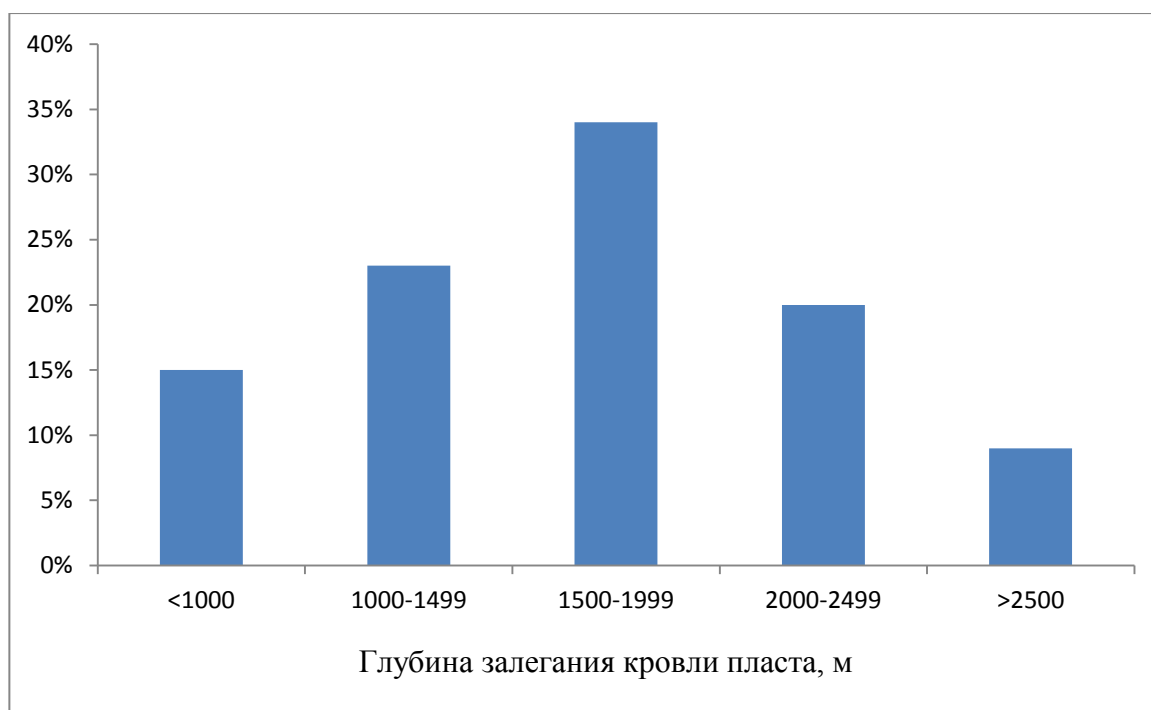


Рисунок 2.5 - Распространение коллекторов-песчаников с АНПД по глубинам залегания кровли пластов на месторождениях РФ

Таблица 2.3 - Характеристика продуктивных горизонтов (песчаники, коллекторы) с АНПД (средние значения для интервалов)

Интервал залегания кровли пласта, м	Открытая пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Давление пластовое, МПа	Температура пластовая, °С	Газовый фактор, м ³ /т	Коэффициент аномальности, К _А
< 1000	19,0-20,0	7,50-15,70	7,3	20-37	63-80	0,79-0,94
1000 - 1499	16,5-25,0	0,94 - 35,60	10,7	24-27	19-28	0,80-0,99
1500-1999	14,0 - 20,0	1,00 - 6,00	16,1	14-57	29-34	0,79-0,99
2000-2499	14,0-18,5	0,04 - 0,08	21,9	64-98	47-49	0,85-0,99
>2500	14,0-18,0	0,04 - 1,20	25,2	79-94	48-90	0,90-0,99

Распределение запасов нефти по пластам с привязкой по месторождениям представлено в таблице 2.4 [5].

Таблица 2.4 - Сводная таблица характеристик продуктивных горизонтов (песчаники, коллекторы) с низкими давлениями месторождений РФ

Месторождение Возраст продуктивных отложений, индекс пласта	Открытая пористость, %	Проницаемость,	Температура пластовая, °С	Газовый фактор, м ³ /т	Коэффициент аномальности,
Западно-Искольгоринское (Койвенский, III)	20,00	935,0	24,5		0,94
Нижнеомринское (Пашийский, 1а)	19,00	785,0	20	63	0,91
Нижнеомринское (Пашийский, 1б)	20,00	1570,0	20	70	0,87
Нижнеомринское (Старооскольский, 1в)	19,50	785,0	22	70	0,78
Нижнеомринское (Койвенский, III)	21,00	3560,0	27		0,87
Верхнеомринское (Старооскольский, 1в)	20,00	750,0	37	80	0,91
Среднесергейское (Нижнетриасовый)	20,00	94,0	24		0,93
Серафимовское (Бобриковско- радаевский, СУ1)	16,50	274,0		19	0,91
Серафимовское (Бобриковско- радаевский, СУ1 ₂)	18,50	466,0		19	0,91
Южно-Торавейское (Уфимский, Р _{у0})	25,00	783,0	27	22,4	0,93
Стахановское (Бобриковско-радаевский, СУ1)	18,30	734,0	25,3	27,8	0,82
Арктическое (Апт, ТП ₄)	18,50	215,0	57		0,93
Среднеботубинское (Нижний кембрий, ботубинский)	14,00	600,0	14		0,78
Тас-Юряхское (Восточный блок)	14,00	421,0	14		0,75
Каргалинское (Пашийский, ДО)	20,00	149,0	36	34,2	0,89
Солонцовское (Кыновский)	18,00	100,0	40	29,4	0,90
Северо-Сотэ-Юганское (Нижняя - средняя юра, Ю ₂₋₃)	16,00	4,0	87		0,94
Северо-Сотэ-Юганское ((Нижняя - средняя юра, Ю _{ц-п})	16,00	4,0	80		0,89
Ватъеганское (Келловей - оксфорд, Юн, Южная залежь)	14,00	4,0	86	48	0,97
Брмаковское (Келловей - оксфорд, Ю _ц , Восточная залежь)	14,30	7,0	98		0,99
Тагринское (Валанжин - готерив, БВ ₆)	18,50	8,1	64		0,91
Нижнетабаганское (Аален - бат, Ю ₃)	16,00	11,20	82	90	0,95
Северо-Калиновое (Верхняя юра, Ю\)	16,00	16,00	79		0,99
Поточное (Валанжин, БВ-10)	18,00	24,15	94		0,96
Западно-Таркосалинское (Валанжин, БП ₈)	17,30	120,00	84		0,94

По результатам анализа нефтегазовых месторождений РФ сделаны следующие выводы:

1) месторождения с аномально низкими пластовыми давлениями широко распространены на месторождениях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (44,5% от фонда месторождений с АНПД);

2) в большинстве случаев (порядка 60%) начальный коэффициент аномальности выражается величиной порядка 0,95-0,99 и лишь в редких случаях (в среднем около 6 %) составляет 0,79 или менее;

3) нет привязки коэффициентов аномальности к определенным глубинам;

4) АНПД преимущественно встречаются в породах-песчаниках (61%), таким образом, для дальнейших исследований целесообразно сузить область именно до этих пород;

5) исходя из классификации по коллекторским свойствам продуктивных горизонтов с АНПД, сложенных песчаниками, 69% месторождений относятся к высокопродуктивным коллекторам, что позволяет ограничить область дальнейших исследований данными коллекторами;

6) большая часть месторождений (34%) с АНПД, сложенных высокопродуктивными коллекторами песчаниками, по глубинам залегания приурочены к глубинам 1500-1999 м.

2.2 Анализ и оценка существующих технологий и технических средств первичного вскрытия продуктивных пластов

Первичное вскрытие продуктивного пласта является одним из наиболее ответственных этапов строительства скважины, поскольку некачественное проведение данной операции может привести к ухудшению коллекторских свойств из-за смыкания трещин в коллекторе при большой депрессии; проникновению фильтрата бурового раствора или устойчивой эмульсии в пласт; кольматации призабойной зоны пласта (ПЗП) выбуренной

породой; образованию асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) при охлаждении ПЗП во время вскрытия пласта; отсутствию фильтрационной корки на стенках скважины.

От качества заканчивания во многом зависит дебит эксплуатационных скважин. Особенно актуальна данная проблема для «старых» нефтедобывающих регионов, к которым относятся основные месторождения России. Для этих месторождений характерно увеличение в структуре запасов трудноизвлекаемых, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам, зачастую с пониженным в них пластовым давлением.

В этом случае главным направлением работ по повышению качества заканчивания скважин является решение задач по максимально возможному сохранению фильтрационно-ёмкостных свойств продуктивных пластов в призабойной зоне.

Низкое качество вскрытия продуктивных пластов отрицательно влияет на производительность скважин и ведёт к снижению конечной величины коэффициента нефтеотдачи.

В настоящее время объективным показателем качества заканчивания скважин является продуктивность пласта, которая для большинства месторождений России (Урало-Поволжья, Западной Сибири, республик Башкортостан и Татарстан и других нефтяных регионов) составляет около 50% от потенциальной [20].

Исходя из целей вскрытия продуктивных пластов, можно выделить три способа первичного вскрытия продуктивных залежей [7]:

- вскрытие с сохранением естественного состояния ПЗП;
- создание непроницаемого участка в ПЗП, имеющего ограниченные размеры;
- создание временной изоляции в ПЗП, разрушаемой при вызове притока.

Первый случай имеет место при вскрытии скважин, эксплуатируемых с открытым забоем. Он реализуется с использованием гомогенных углеводородных растворов, состав которых не снижает фильтрационных

характеристик проницаемого пространства, либо с применением газожидкостных систем и бурении на репрессии.

Второй случай применяется при вскрытии продуктивных пластов, которые не планируется опробовать в открытом стволе и которые перед освоением вскрываются перфорацией. В буровых растворах применяется в этом случае тонкодисперсная и адгезионноактивная твердая фаза, которая необратимо коагулирует ПЗП. Дисперсионная среда этих буровых растворов должна быть вязкой с высокой физико-химической активностью.

Третий случай применяется при вскрытии скважин, в которых производится опробование продуктивных пластов. Он обеспечивается формированием фильтрационной корки и зоны коагуляции в ПЗП из неадгезионноактивной и легкоразрушаемой твердой фазы. Дисперсионная среда буровых растворов в этом случае не должна оказывать существенного влияния на фильтрационные характеристики коллектора.

Подход к сохранению естественных коллекторских свойств при первичном вскрытии продуктивных пластов носит часто качественный характер. При оценке качества вскрытия и заканчивания глубоких скважин лучше пользоваться количественными показателями. Для решения данной проблемы необходимо связать воедино количественные параметры и методы контроля. К количественным показателям относятся фильтрационно-емкостные свойства (пористость, проницаемость), глубина проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, создаваемые перепады давления при вскрытии продуктивных пластов [16].

В результате анализа научно-технической литературы по проблеме вскрытия нефтегазовых пластов выделены следующие группы факторов, влияющих на качество вскрытия пластов [17]:

1. Геологические:

- литологические характеристики вскрываемых отложений (пористость и проницаемость горных пород, наличие в пластовых флюидах агрессивных

компонентов, наличие трещин, каверн и карстовых зон прочность пород, слагающих вскрываемые пласты; тип коллекторов);

- физико-химические свойства горных пород, слагающих продуктивный горизонт (твердость, абразивность и др.), их устойчивость;

- градиенты давлений и температур на забое скважины;

- нефтегазоводоносность (наличие пропластковых и подошвенных вод; газовый фактор, химический состав флюида);

- возможные осложнения (поглощения, газонефтеводопроявления, осыпи и обвалы, прихваты) и др.;

2. Технологические:

- выбор конструкции и трассы скважины;

- выбор способа и режима бурения;

- величина превышения забойного давления над пластовым (один из важнейших параметров, определяющий степень воздействия процесса бурения на состояние околоствольной зоны продуктивных пластов);

- физико-химические свойства применяемого очистного агента (что определяет выбор типа агента для промывки, продувки и очистки забоя скважины);

- температурный режим бурения скважины (влияет на характер движения флюида, скорость протекания химических реакций);

- выбор режима проведения спускоподъемных операций, обеспечивающего минимальное проникновение компонентов бурового раствора в пласт и др.;

3. Технические (выбор технических средств, оборудования и инструмента в соответствии с условиями бурения).

Повысить качество вскрытия продуктивного пласта возможно двумя путями: выбором соответствующего типа бурового раствора; выбором технологического режима вскрытия, промывки и проведения спускоподъемных операций [15].

Таким образом, при первичном вскрытии продуктивных пластов предъявляется ряд требований к способам вскрытия и конструкции забоя:

- обеспечение гидродинамической связи между скважиной и пластом;
- поддержание устойчивости горных пород, слагающих разрез скважины, и предупреждение обрушения стенок скважины;
- сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;
- разобщение продуктивных пластов и изоляция водо- и газонасыщенных пропластков;
- обеспечение возможности проведения геофизических исследований;
- обеспечение необходимым объемом информации на протяжении времени эксплуатации скважины;
- обеспечение возможности спуска необходимого оборудования и инструмента для испытания, крепления, вторичного вскрытия, освоения и эксплуатации.

В зависимости от горно-геологических условий и гидродинамического состояния коллектора, исходя из величины забойного давления, поддерживаемого при первичном вскрытии ПЗП, применяется один из трех способов первичного вскрытия продуктивных залежей [14]:

- 1) вскрытие пластов при репрессии - за счёт превышения давления в скважине над пластовым давлением ($P_c > P_{пл}$);
- 2) вскрытие при условии равновесия ($P_c \sim P_{пл}$);
- 3) при депрессии ($P_c < P_{пл}$).

Все три способа вскрытия объединены единым подходом к разработкам технологических решений - к контролю и регулированию дифференциальных давлений в условиях гидродинамической связи скважины и вскрываемых пластов.

Вскрытие пластов при репрессии. Первый способ бурения является основным в отечественной и мировой практике строительства нефтяных и газовых скважин, но при вскрытии призабойной зоны пласта (ПЗП) в

осложнённых условиях (неустойчивые породы, аномальные пластовые давления) качество буровых работ значительно снижается [18].

Способ основан на принципе превышения давления в скважине над пластовым, что позволяет предупреждать возникновение газонефтеводопроявлений (ГНВП). Вскрытие пластов на репрессии наиболее эффективно при следующих условиях бурения скважин: породы, слагающие разрез скважины отличаются устойчивостью и прочностью, геологический разрез не осложнен пластами с АНПД.

В осложненных условиях бурение на репрессии сопровождается поглощениями бурового раствора, прихватами бурового инструмента, гидроразрывами пород (ГРП), загрязнением ПЗП, а также другими явлениями, снижающими технико-экономические показатели строительства скважины. Основными же негативными последствиями первичного и вторичного (перфорация) вскрытия продуктивных пластов в случае репрессии являются [13]:

- ухудшение коллекторских свойств пласта и, как следствие, значительное снижение потенциально возможных дебитов скважин;
- длительные сроки освоения скважин;
- низкий коэффициент нефтегазоотдачи продуктивных пластов;
- затруднения в выявлении и оценке нефтегазоносности пластов в разведочном бурении.

Также следует отметить, что технология вскрытия продуктивных пластов при наличии репрессии и с применением растворов на водной основе с твердой фазой приводит к тому, что низкопроницаемые пласты наиболее сильно загрязняются при бурении, а высокопроницаемые — при перфорации.

Вскрытие пластов при условии равновесия. Способ предполагает регулирование давления в скважине на уровне, близком к пластовому, что достигается с применением очистных агентов низкой плотности, например, облегченных буровых растворов. Применение этого способа возможно только в

определенных условиях бурения скважин и в допустимых пределах снижения давлений в скважине, поскольку необходимо избежать выбросов и газонефтеводопроявлений. Так как в процессе бурения сложно выдержать равенство пластового и забойного давлений, то устанавливают допустимое отклонение дифференциальных давлений, которые, как правило, не превышают ± 3 МПа [2, 14]. Способ реализуется при герметизированном устье скважины.

Этот способ может быть реализован и при бурении с местной циркуляцией, так как при пониженном гидростатическом уровне жидкости в скважине, циркуляция создается погружными насосами, а разбуренная порода осаждается в специальных шламоборниках. Можно выделить два основных метода вскрытия пластов с местной циркуляцией: беструбный и трубный методы. Каждый имеет свои особенности и преимущества.

К беструбному методу относится ударно-канатное бурение, бурение гидробуром и гидроэлектробурами различных конструкций. Основным преимуществом беструбного бурения является сокращение времени спуско-подъемных операций. Однако в настоящее время беструбный метод не находит широкого распространения из-за необходимости изготовления специального наземного оборудования, отличающегося от применяемого при турбинном и роторном бурении.

Во ВНИИБТ разработан метод вскрытия пластов при помощи инструмента роторного бурения с местной промывкой (БМП), создаваемого эрлифтом. Равенство гидростатического и пластового давлений достигается тем, что перед вскрытием продуктивного горизонта уровень в скважине снижают до величины ожидаемого пластового давления. Дальнейшее бурение ведут инструментом БМП, который позволяет осуществлять обратную местную циркуляцию без выхода её на поверхность. При этом выбор промывочной жидкости для вскрытия пластов при этом методе зависит не столько от влияния жидкости на пласт, сколько от устойчивости стенок скважины и эффективности процесса шламоулавливания.

Система промывки скважин при бурении с местной циркуляцией включает в себя целый комплекс взаимосвязанных процессов. Вынос и улавливание шлама зависит от крупности частиц, образовавшихся в процессе разрушения горной породы, расхода промывочной жидкости, конструкции шламоуловителя, а расход промывочной жидкости зависит от конструкции насоса (эрлифта для инструмента БМП).

Ограничение накладывается на спуско-подъемные операции: при спуске бурильной колонны напряженное состояние горных пород уменьшается, а при подъеме - увеличивается; таким образом, при бурении с местной промывкой обрушение стенок скважины чаще всего можно ожидать после подъемных операций, при этом, как следствие, необходимо уменьшать скорость подъема бурильного инструмента [15].

Вскрытие пластов на депрессии. Способ основан на принципе поддержания забойного давления ниже пластового; наиболее применим в условиях низких пластовых давлений; предполагает применение промывочных жидкостей, характеризующихся низкой плотностью (аэрированных растворов, пен, газов). При вскрытии пластов при наличии депрессии устье скважины герметизируется, а замкнутая циркуляционная система позволяет отделять и утилизировать поступающие пластовые флюиды (нефть, газ) [13].

Бурение с давлением очистного агента ниже пластового ($p_c < p_{пл}$) позволяет повысить технологические показатели бурения и увеличить продуктивность скважины в 2-3 раза [19]. Однако данный способ вскрытия недостаточно разработан для газожидкостных промывочных смесей.

Обзор исследований отечественной и зарубежной практики заканчивания скважин показывает, что технология вскрытия продуктивных пластов при отрицательном дифференциальном давлении в системе «скважина-пласт» позволяет получать потенциальные дебиты скважин.

В связи с этим в последние годы в зарубежной практике строительства скважин все более широкое распространение приобретает технология вскрытия

продуктивных пластов при депрессии. Так, только по двум провинциям Канады (Альберта и Саскатчеван) число скважин, пробуренных в условиях депрессии с 1992 по 1997 гг., увеличилось с 30 до 525.

Нефтяные компании России проявляют большой интерес к этому способу бурения. В первую очередь, это связано с постоянно возрастающим вниманием к предупреждению нарушения коллекторских свойств пласта с высокими потенциальными возможностями, повышению механической скорости проходки, предупреждению прихватов и поглощений при бурении скважин в истощенных пластах. Наиболее общая цель применения технологии вскрытия продуктивных пластов в условиях депрессии состоит в снижении стоимости разработки месторождения.

В ООО «ЛУКОЙЛ-БУРЕНИЕ-ПЕРМЬ» на месторождениях Пермского Прикамья, Республики Татарстан и Западной Сибири по состоянию на 01.01.2004 г. пробурено 70 скважин с использованием технологии вскрытия продуктивных пластов при наличии депрессии. Обобщение результатов строительства этих скважин показывает, что применяемый способ позволяет повысить дебиты в 2-5 раз [13].

Вместе с тем вскрытие таких продуктивных пластов сопряжено с определенными техническими и технологическими трудностями, в частности, с необходимостью использования специального оборудования устья скважины, применения трёхфазного сепаратора, факельной установки, системы манифольдов, компрессоров и другого оборудования.

С точки зрения сохранения фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных горизонтов, наиболее эффективным является вскрытие пластов при депрессии или равновесии. Негативной стороной применения способа с депрессией является опасность возникновения газонефтеводопроявлений при вскрытии. Более щадящей является технология равновесного вскрытия горизонта. Особенно актуально это для пластов с АНПД. При этом поднимается вопрос о снижении гидростатического давления промывочной жидкости в

скважине. Одним из путей снижения давления является применение облегченных растворов.

2.3 Обзор исследований по вскрытию продуктивных пластов при отрицательном перепаде давлений.

В последние годы в зарубежной практике строительства скважин всё более широкое распространение приобретает применение технологии бурения в условиях депрессии в системе скважина-пласт, так называемая технология бурения при отрицательном перепаде давления (ОПД).

Бурение на депрессии является технологией, при которой дифференциальное давление в призабойной зоне поддерживается ниже, чем в продуктивном пласте.

Нефтегазовые компании России, такие как, ОАО «Газпром», ОАО «Татнефть», ОАО «Лукойл», НК «Башнефть», НК «Роснефть» и ОАО «Сургутнефтегаз» проявляют большой интерес к этому способу бурения. Первыми, кто применил этот метод в промышленных масштабах была БК «Евразия». В первую очередь это связано с постоянно возрастающим значением, придаваемым предупреждению нарушений коллекторских свойств пласта с высокими потенциальными возможностями, повышению механической скорости проходки и предупреждению поглощений при бурении в условиях АНПД. Наиболее же общая цель применения данной технологии состоит в снижении стоимости разработки месторождения. К настоящему времени накоплен научный и промысловый опыт заканчивания скважин в условиях депрессии, который подтверждает несомненный технико-технологический и экономический эффект новой технологии.

Подтверждением этому служит опыт ОАО «НПО «Бурение» по бурению скважин в условиях депрессии на ряде месторождений с различными горно-

геологическими условиями: Куюмбинском месторождении (ОАО «НГК «Славнефть»), Ново-Покурском (ОАО НГК «Славнефть»), Бавлинском (ОАО «Татнефть»), Харампурском, Тарасовском, Комсомольском (ОАО «НК «Роснефть – Пурнефтегаз»). [24]

В качестве бурового раствора при бурении на ОПД может быть обычный буровой раствор, вода, растворы на основе углеводородных соединений, аэрированные флюиды (буровой раствор или пены), а также сжатый воздух. [4]

Аэрированные системы могут использовать обычный атмосферный воздух, природный газ, азот или комбинацию газов.

В.И. Нифантовым разработана методика прогнозной оценки притока пластового флюида при бурении на депрессии, сущность которой заключается в следующем:

- По результатам исследований соседних скважин определяется коэффициент продуктивности пласта K_{np}^{cp} , равный отношению полученного дебита к депрессии (для жидкости) или к квадрату депрессии (для газа):

$$K_{np}^{\text{ж}} = \frac{Q_{\text{ж}}}{\Delta P_{\text{деп}}}, \quad (2.1)$$

$$K_{np}^{\text{г}} = \frac{Q_{\text{г}}}{\Delta P_{\text{деп}}^2}. \quad (2.2)$$

- Определяется удельный коэффициент продуктивности на метр вскрытой толщины пласта.

- Определяется максимально допустимая депрессия на пласт по формуле:

$$\Delta P_{ДЕП}^{2\text{ }Max} = 0,1(P_{ГОР} - P_{ПЛ}), \quad (2.3)$$

где $P_{ГОР} = \rho_{ГЛ} \times q \times H_{ПЛ}^{KP}$ – горное давление;

$P_{ПЛ}$ – пластовое давление;

q – средняя плотность массива вышележащих горных пород.

Используя отношения (2.1) и (2.2) рассчитывается ожидаемый дебит газа при различных значениях депрессии, изменяющейся в пределах от максимального допустимого значения, вычисленного по формуле (2.3), до максимально возможного:

$$Q_{Ж} = K_{ПР}^{Ж} \times \Delta P, \quad (2.4)$$

$$Q_{Г} = K_{ПР}^{Г} \times \Delta P^2 \quad (2.5)$$

- Производится оценка изменения плотности бурового раствора в результате поступления в него пластового флюида, шлама.

- В случае уменьшения плотности бурового раствора определяется забойное статическое давление на кровлю пласта и новое значение депрессии. Если эта депрессия будет превышать 15 % эффективных скелетных напряжений, то производят пересчёт ей первоначального значения по формуле (2.3) на меньшую величину.

- В случае увеличения плотности бурового раствора, первоначальное значение депрессии соответственно увеличивается, но не более 15 % от величины ($P_{ГОР}-P_{ПЛ}$) и производят корректировку первоначальной плотности бурового раствора.

Важным вопросом является регулирование величины депрессии и репрессии на продуктивный пласт. Данная проблема впервые решена К. М. Тагировым путём разработки метода и конструкции герметизированной системы циркуляции для вскрытия пластов в условиях АВПД с регулированием дифференциального давления в системе «скважина – пласт» в процессе бурения [21].

Разработанный способ вскрытия пластов с заданными дифференциальными давлениями в системе скважина-пласт позволяет вызвать контролируемый приток пластового флюида на забой скважины, вымыть его на дневную поверхность с целью установления природы флюида (вода, нефть, газ) и определить величину пластового давления, а при необходимости произвести задавку скважины.

Использование нефти в качестве среды бурения показало себя успешным, однако, следует обратить внимание на её способность выносить шлам. Важным преимуществом использования нефти является возможность не применять буровой раствор, несовместимый с пластовыми флюидами, в результате чего они снижают ФЕС пласта.

Бурение при ОПД может так же минимизировать большое число других проблем, таких, как неблагоприятная реакция глин, разделение фаз, выпадение в осадок и образование эмульсии. Эти проблемы имеют место при проникновении фильтрата бурового раствора в пласт при бурении с повышенным гидростатическим давлением в стволе скважины. Дополнительная выгода включает сокращение времени бурения, улучшение времени работы долота, прямую индикацию зон продуктивных пластов и реже их продуктивность.

В большинстве ситуаций пониженное давление создаётся искусственно при инъекции газа в циркуляционную систему. Для этих целей в большинстве случаев используется азот. Он доступен и его транспортировка не вызывает проблем по сравнению с другими газами.

Имеется много факторов, из-за чего бурение на ОПД может рассматриваться как высокоэффективный метод.

Многие нефтегазовые пласты подвергаются различного рода повреждениям при вскрытии на репрессии:

1. Перемещение мелких частиц и глины в глубь пласта, вызываемое потоком жидкости при повышенном давлении.

2. Проникновение твёрдых частиц, содержащихся буровом растворе в пласты.

3. Отсутствие информации о распределении размеров пор пласта.

4. Зоны с высокой проницаемостью представляют потенциальную возможность для потери бурового раствора.

5. Восприимчивость к разделению водной и углеводородной фаз, которая может привести к удержанию фильтрата раствора, ведущему к снижению нефтеотдачи.

6. Потенциально неблагоприятная реакция между проникшим фильтратом и пластом (набухание глин, растворение пород, химическая адсорбция, изменение смачиваемости).

7. Потенциально неблагоприятная реакция между проникшим в пласт фильтратом и находящемся в нем флюидом (эмульгирование, осаждение и выделение осадка).

Главные ограничения использования бурения при пониженном давлении относятся к экономике. Более высокая стоимость и другие негативные аспекты должны быть преодолены при значительном увеличении или других технических интересах. Данный способ бурения не является решением всех проблем,

связанных с продуктивностью пластов. Ущерб от плохого проектирования и реализации программы бурения при ОПД, может превосходить ущерб, который можно получить в хорошо спроектированной обычной программе бурения при повышенном давлении.

Надлежащее понимание этих потенциальных проблем изначально предшествует выполнению любой программы по бурению при пониженном давлении.

Бурение при пониженном давлении обычно более дорого, чем обычная программа бурения. Имеется лишь небольшое преимущество, если скважина не заканчивается при пониженном давлении. Заканчивание при пониженном давлении приводит к дополнительным затратам на оборудование для спуска под давлением [4].

Многие операции при бурении с ОПД, проводимые в прошлом, имели отрицательные результаты, потому что условия бурения при пониженном давлении не сохранялись постоянными во время бурения и заканчивания.

Из-за того, что пластовое давление больше, чем давление при циркуляции бурового раствора при бурении с пониженным давлением, для пластов любого типа существует вероятность отсутствия фильтрационной корки на поверхности пород. Отсутствие фильтрационной корки не всегда является благоприятным по отношению к пласту [2].

Фильтрационная корка может действовать, как барьер от проникновения жидкости и твёрдых частиц в пласт. Если пласт подвергается пульсациям повышенного давления, то можно получить очень быстрое проникновение фильтрата и твёрдых частиц. Наносимый пласту ущерб, может быть тогда, когда не использовалась соответствующая программа промывки.

Практика показывает, что надлежащим образом исполненная операция при пониженном перепаде давления будет давать хорошие результаты почти в любой ситуации. Необходимо получить для любого коллектора прежде, чем проектировать программу бурения, следующую информацию: диапазон изменения проницаемости, пористости и размеров пор в коллекторе, расчёт

закупоривания и оценки потерь бурового раствора (анализ керна). Петрографический анализ керна может определить присутствие чувствительных к фильтрату бурового раствора минералов в породе [4].

Наилучшие типы коллекторов, где бурение с ОПД было успешным в прошлом, включают в себя следующие типы:

1. Высокая проницаемость (больше 1 мкм^2), консолидированные кристаллические песчаники и карбонаты.

2. Высокая проницаемость, слабо консолидированный песчаник. Некоторые операции сопровождаются риском обрушения скважины.

3. Коллекторы с макротрещинами. Если размеры трещин превышают 1000-2000 мкм, то существует некоторая возможность гравитационного проникновения бурового раствора и его компонентов в трещины на забое скважины при низком давлении.

4. Пласты с пониженным давлением или истощённые, где при обычном бурении создаётся давление более 7000 кПа.

5. Пласты, содержащие значительные концентрации материалов, чувствительных к фильтрату бурового раствора на водной основе. Такие материалы включают расширяющиеся глины, флокулирующиеся глины, ангидрит, галит и пласты со значительным потенциалом несовместимости с основными фильтрами (эмульсии, зашламление, осадкообразование), дегидрированные пласты с остаточной водой или насыщенные углеводородами.

Ограничениями для операций при бурении с пониженным давлением являются:

1. Зоны с высоким давлением, представленные большим притоком и требующие средств контроля.

2. Большие пульсации давления, возникающие из-за соединения труб, пульсирующего бурового раствора, подъём долота, эффекта истечения струи из

насадок долота и недостаточных знаний о начальном давлении в продуктивном пласте.

3. Множество зон с различными давлениями.

4. Чрезмерно медленное течение и задержка жидкости в вертикальной части ствола скважины.

5. Продуктивные пласты, где возможны проблемы с оборудованием.

6. Использование систем на водной основе в дегидратированных плотных газовых коллекторах.

7. Бурение с использованием воздуха, газа в однородных низкопроницаемых песчаниках и карбонатах.

Бурение при пониженном давлении, как и любая технология, имеет определённые основания для применения. Коллекторы с однородной основной породой, средней проницаемостью, нормальным давлением и отсутствием возможной несовместимости пород или жидкости, могут быть пробурены и закончены успешно при низких затратах при обычной технологии бурения, если имеются соответствующие значения характеристик коллектора.

Только через тщательное изучение характеристик коллектора может быть определено, какие коллекторы являются главными претендентами для возможного применения данной технологии для получения максимума возврата инвестиций. Буровые растворы также требуют тщательного проектирования и тестирования для сохранения коллекторских свойств [22].

2.4 Анализ применяемых буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов

Требования к буровому раствору при вскрытии продуктивного горизонта. К промывочным агентам, с помощью которых осуществляется первичное вскрытие продуктивных пластов с аномально низкими пластовыми давлениями, необходимо предъявлять повышенные требования, поскольку негативное влияние растворов может быть следующим [22]:

- необратимое снижение естественной проницаемости горных пород призабойной зоны пласта;
- потери циркуляции промывочной жидкости, которые вызывают флюидопроявления из вышележащих пропластков;
- осложнения процесса бурения в результате поглощений, флюидопроявлений, осыпей и других видов, которые могут создать аварийные ситуации;
- дополнительные затраты времени, энергии, химических реагентов, других материальных ресурсов для ликвидации аварий, осложнений и при освоении скважины.

Основная задача заключается в успешном завершении бурения и заканчивании скважины в кратчайшее время, поэтому при выборе бурового раствора следует исходить из следующих факторов:

- геологические (группа факторов, определяющая все последующие направления деятельности);
- экономические (зависимость «цена — качество — скорость проходки», возможности обеспечения процесса необходимым - оборудованием и материалами);
- человеческие (компетентность и квалификация персонала);
- экологические (компоненты раствора должны отвечать экологическим требованиям, т.е. должно быть исключено негативное влияние на окружающую среду, жизнь и здоровье людей);

- технико-технологические (влияние факторов, проявляющихся в скважине-опыт проводки соседних скважин, функции буровых растворов и ограничения процесса промывки; а также факторов, связанных с используемым оборудованием - должно быть обеспечено соответствие бурового оборудования предъявляемым требованиям).

Требования к буровым растворам также определяются рядом функций [80]:

1) Гидродинамические (обусловлены вязкостью, инерцией и другими свойствами движущейся жидкости):

- вынос выбуренной породы с забоя скважины и очистка ствола скважины;
- передача энергии от насоса к забойному двигателю;
- гидромониторный эффект;
- охлаждение бурового инструмента за счет переноса тепла.

2) Гидростатические (обусловлены весом бурового раствора, оказывающем давление на стенки скважины, прочностью раствора на сдвиг):

- предупреждение ГНВП;
- удержание частиц выбуренной породы во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции;
- сохранение целостности стенок скважины;
- уменьшение нагрузки на талевую систему.

3) Коркообразование (обусловлено способностью буровых растворов образовывать в поровом пространстве стенок скважины и на поверхности фильтрационную корку, обладающую пониженной проницаемостью и некоторой прочностью):

- уменьшение проницаемости стенок скважины;
- снижение трения бурильных и обсадных труб о стенки скважины.

4) Физико-химические (обусловлены физико-химическим взаимодействием компонентов бурового раствора с породами, составляющими стенки скважины, пластовыми водами, буровым инструментом):

- сохранение устойчивости стенок скважины при воздействии фильтрата бурового раствора;
- предохранение бурового оборудования от коррозии и абразивного разрушения;
- сохранение естественной проницаемости продуктивных горизонтов при их вскрытии;
- сохранение необходимых технологических свойств раствора при воздействии выбуренной породы, пластовых вод, высоких температур и давлений;
- разупрочнение пород на забое скважины.

5) Прочие функции:

- сохранение теплового режима при бурении многолетнемёрзлых пород;
- обеспечение возможности проведения электрометрических работ;
- обеспечение пожаро- и взрывобезопасности;
- обеспечение охраны недр окружающей среды.

Буровые растворы для вскрытия продуктивных горизонтов с аномально низкими пластовыми давлениями. Для первичного вскрытия продуктивных пластов с аномально низкими пластовыми давлениями предлагаются различные типы буровых растворов. Это растворы на углеводородной основе, пенные системы, буровые растворы на водной основе с облегчающими добавками, полимерные, коллоид-полимерные и биополимерные растворы, газожидкостные смеси.

Растворы на углеводородной основе.

- Нефть, газированная азотом.

Недостатками применения данного агента являются высокая пожаро- и взрывоопасность получаемой смеси, а также негативное влияние на окружающую среду.

- Буровой раствор на углеводородной основе — ИКИНВЕРТ.

С появлением эффективных и термостойких эмульгаторов ведущие позиции среди растворов на углеводородной основе заняли инвертные эмульсии.

В качестве основы для приготовления нефтяной фазы используется нефть или специальные биологически разлагаемые углеводородные жидкости. При отсутствии необходимого количества дополнительных емкостей вода может быть добавлена в нефтяную фазу с последующим вводом соли в эмульсию.

Раствор отличается высокой величиной фильтрации - $0,5-1 \text{ см}^3 \text{ API}$. Фильтрат содержит нефтяную фазу, которая не влияет на проницаемость продуктивного пласта. В случае внедрения в нефтяной пласт эмульсии последняя разжижается нефтью и не влияет на проницаемость.

При проникновении фильтрата или эмульсии в водонасыщенный пласт имеют место обратные явления. Фильтрат (раствор) в пласте загустевает за счет эмульгирования в углеводородной жидкости с эмульгаторами дополнительного количества воды. При таком воздействии следует ожидать частичного или полного разобщения нефтенасыщенного и водонасыщенного пластов и, следовательно, снижения содержания воды в нефти при последующей эксплуатации скважин.

- Эмульсионные растворы на основе дизельного топлива, отработанного моторного масла и на нефтяной основе.

Р.А. Гасумовым [26] разработаны составы специальных жидкостей, которые рекомендуется использовать для первичного вскрытия и временного блокирования продуктивных пластов. Жидкости различных типов, которые обеспечивают временное блокирование продуктивных горизонтов в условиях аномально низких пластовых давлений, приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Промывочные жидкости для вскрытия и временного блокирования неустойчивых терригенных пород с аномально низкими пластовыми давлениями

Тип промывочной жидкости	Компонентный состав	Плотность, кг/м ³
Эмульсионные растворы на основе дизельного топлива (ЭРДТ)	ДТ + ПВС + КМЦ + + ФХЛС + вода	917-983
Эмульсионные растворы на основе отработанного моторного масла (ЭРОММ)	ОММ + КМЦ+ гипан + вода	980-990
Эмульсионные растворы на нефтяной основе (ЭРН)	Нефть + КШЖ+ NaOH + ФХЛС + КМЦ + глина + вода	950-1010

Буровые растворы на водной основе с облегчающими добавками:

- С добавками перлита (вулканическое стекло - сыпучий легкий природный материал, экологически чистый и негорючий) или пламилон. Пламилон (разработка «БашНИПИнефть») - пластмассовые микробаллоны, наполненные воздухом или другим газом, кроме того этот реагент обладает высокой связывающей способностью: единица пламилон собирает до 80 единиц нефтепродуктов. Применение этих растворов ограничено их минимальной плотностью.

- Растворы, облегченные микросферами.

Микросферы представляют собой застывший расплав алюмосиликатного, натриевоборосиликатного стекла в виде полых шариков диаметром со сплошными непористыми стенками, заполненных азотом или двуокисью углерода. Это легкий сыпучий порошок белого, светло-серого цвета. Благодаря инертным свойствам микросфер, на них не влияют вода, растворители, кислоты и щелочи. Микросферы прочны и в среднем на 75 % легче других минеральных наполнителей, совместимы с любыми материалами, устойчивы к кислотам, растворителям и щелочам.

Микросферы обладают низкой плотностью и превосходят по этому показателю другие минеральные наполнители. При этом сохраняется

достаточная прочность, чтобы выдержать необходимые процессы смешивания, присадки и обработки. Микросфера устойчива к эрозии и непроницаема для жидких веществ.

Использование микросфер 3М серии НвБ в буровых растворах позволяет снижать плотность последних до 660 кг/м³, что легко контролируется, так как они совместимы с очистным оборудованием и другим скважинным оборудованием. Эти жидкости отлично выдерживают температурные воздействия, высокие давления и другие агрессивные условия, которые могут иметь место в скважине. Они обеспечивают достаточную устойчивость ствола, хороший вынос породы и снижение вибрации. Они позволяют бурить на сбалансированном давлении, на давлении близком к балансу, а также на депрессии. Однако их использование осложнено их всплыванием на поверхность за счет низкого коэффициента трения.

- Буровые растворы, содержащие афроны.

Афроны - это включенные в состав бурового раствора микроскопические пузырьки воздуха диаметром 20-200 мкм, защищенные двухслойной оболочкой поверхностно-активных веществ (ПАВ) с прослойкой загущенной полимерами воды. В отличие от пен, где окруженные мономолекулярным слоем ПАВ газовые пузырьки имеют гидрофильную поверхность, поверхность афронов гидрофобна, благодаря чему отдельные афроны могут объединяться в конгломераты, не сливаясь. При этом конгломераты десятков афронов обладают теми же свойствами, что и отдельные афроны. Газовое ядро афронов находится под избыточным давлением, препятствующим их сжатию и схлопыванию под действием внешнего давления. Таким образом, афроны и их конгломераты сохраняют свою структуру в забойных условиях и, обладая упругостью, способны кольматировать практически любые продуктивные или поглощающие пласты — от низкопроницаемых глинизированных песчаников до трещиноватых известняков с проницаемостью в несколько Дарси.

Используемый афроны буровой раствор, получивший название APHRONICS™, обладает многими преимуществами перед другими растворами для вскрытия истощенных горизонтов.

Обладая плотностью, равной или чуть больше плотности воды, APHRONICS™ позволяет полностью устранить потери и поглощения раствора в проницаемых горизонтах при коэффициенте аномальности пластового давления вплоть до 0,15. Фильтратоотдача раствора в забойных условиях практически не зависит от значения репрессии и времени контакта раствора с коллектором, что обуславливает минимальную величину скин-эффекта.

Непроницаемый воздушный барьер формируется внутри коллектора, а не на его поверхности, как фильтрационная корка обычных буровых растворов, что полностью исключает возможность дифференциальных прихватов бурильного инструмента.

APHRONICS™ не содержит твердую фазу или другие компоненты, способные необратимо нарушить коллекторские свойства пласта, и не требует каких-либо дополнительных мер по очистке призабойной зоны пласта (ПЗП). В процессе вызова притока и освоения скважины кольматационный барьер из афронов легко разрушается и полностью удаляется из пласта при депрессии 0,5-1 МПа.

Благодаря малому размеру и высокой прочности, афроны не оказывают влияния на работу буровых и центробежных насосов, а также полностью совместимы с телеметрическими системами, использующими гидравлический канал передачи данных.

Все компоненты APHRONICS™ экологически безопасны и биоразлагаемы - без обработки бактерицидами полное бактериальное разложение системы при температуре окружающего воздуха более +10°C наступает в течение двух недель [28].

Аэрированные растворы занимают промежуточное положение между жидкими и газообразными очистными агентами. В качестве жидкости может использоваться любой буровой раствор, в т.ч. на углеводородной основе, а при

вскрытии продуктивных пластов — дополнительно ПАВ. Рецепт состоит из собственно жидкой и газообразной частей: жидкость, пенообразователь (поверхностно-активное вещество), структурообразователь (каустическая или кальцинированная сода или др.).

Пены представляют собой дисперсную систему, состоящую из ячеек — пузырьков газа (пара), разделенных пленками жидкости (или твердого вещества). Применение пены обеспечивает высокую эффективность бурения в сложных условиях, когда промывочные жидкости или воздух не дают положительного эффекта, например при бурении трещиноватых, пористых и сильно обводненных пород, липких глин и галечных отложений, а также при образовании крупного шлама. Кроме того, в состав рецептуры входит пенообразующее ПАВ.

Пенообразующую способность ПАВ значительно улучшают стабилизирующие добавки (КМЦ, ПАА, биополимеры и т.п.) за счет повышения дисперсности и устойчивости пены, при этом повышается вязкость растворителя (жидкая среда) и замедляется процесс истечения её из плёнок. Такие пены являются двухфазными.

Преимущества применения газожидкостных технологий заключаются в следующем: ГЖС улучшают вынос шлама благодаря явлению флотации, снижая требования к величине расхода жидкой фазы; они обладают свойством тампонирувания каналов поглощения, способствуя восстановлению циркуляции промывочного агента; позволяют значительно снизить гидростатическое давление в скважине, при этом пены плохо проникают в пористую среду, в силу чего можно осуществлять бурение и вскрытие пластов при коэффициенте аномальности 0,1-0,9; при использовании пены возможно регулирование забойного давления в широком диапазоне изменением степени аэрации, устьевого давления и плотности раствора; при вскрытии продуктивных пластов с использованием пены в качестве промывочного агента значительно уменьшаются или полностью отсутствуют зоны проникновения твердой фазы и фильтрата промывочной жидкости, что способствует сохранению естественной

проницаемости призабойной зоны скважины продуктивного пласта; высокая удерживающая способность пен по отношению к выбуренной породе позволяет вести бурение при незначительных расходах пенообразующей жидкости и газа;

использование пен при бурении сокращает время освоения и выход скважин на заданный режим работы; при бурении в сопоставимых горно-геологических условиях с использованием глинистого раствора, применение пен при вскрытии продуктивных пластов с АНПД позволяет промыть скважину без поглощений, повысить механическую скорость в 3,6-5 раз, проходку на долото в 2,7-4,3 раза, сократить сроки освоения скважин, а также повысить производительность скважин в 3-3,5 раза [22].

Для таких очистных агентов характерно отсутствие объективной классификации и рекомендаций по выбору растворов пониженной плотности для первичного вскрытия пластов в конкретных горно-геологических условиях; недостаточная изученность процессов на забое скважины (связь технологических параметров ГЖС с процессами на границе раздела фаз, влияние компонентного состава на забойные процессы; отсутствие конкретизации технологических параметров ГЖС и их компонентного состава для бурения различным породоразрушающим инструментом; возникновение проблемы крепления интервалов с АНГТД; необходимость применения специального оборудования для получения и разрушения составов).

Пенные системы значительно ограничивают проникновение воды в поровое пространство глинистых пород и тем самым снижают насыщение глин; длительное воздействие этих пен на глинистые породы незначительно снижает устойчивость образцов к разрушению (для тульских глин почти в 3 раза, для бобриковских - в 2 раза); снижение устойчивости к деформации глин в разработанных пенах меньше, чем в воде (для тульских глин в среднем на 58,4 %, для бобриковских - 26,2 %).

При образовании трёхфазных пен (аэрированный глинистый раствор + ПАВ) КМЦ иногда не применяются, так как глинистые частицы являются хорошими стабилизаторами, однако при этом существует ряд недостатков

использования трехфазных пен: при вскрытии продуктивных горизонтов существует вероятность загрязнения пласта глинистыми частицами; процесс разрушения системы сопряжен с повышенными энергозатратами [22].

В таблице 2.6 показаны основные типы промывочных агентов, используемых при бурении в пластах с АНПД.

Таблица 2.6 — Типы облегченных очистных агентов

Тип промывочного агента	Преимущества	Недостатки
Нефть, газированная азотом	Минимальное загрязнение нефтяного пласта.	Высокая пожаро- и взрывоопасность. Негативное влияние на окружающую среду. Необходимость применения специального оборудования для получения и разрушения составов.
Буровые растворы на углеводородной основе	Минимальное загрязнение нефтяного пласта. Возможность удешевления раствора применением «сырой» нефти.	Высокая пожаро- и взрывоопасность. Негативное влияние на окружающую среду.
Буровые растворы на водной основе с облегчающими добавками (перлит, пламилон, микросферы и др.)	Высокая прочность добавок. Инертность добавок по отношению к химическим реагентам.	Содержит твердую фазу, способную снизить проницаемость продуктивного горизонта (пламилон собирает нефть, что снижает дебит). Облегчающие добавки «всплывают» на поверхность, что снижает их эффективность.
Буровые растворы, содержащие афроны	Не содержит твердой фазы или других компонентов, способных необратимо нарушить коллекторские свойства пласта. Экологически безопасны и биоразлагаемы.	Сравнительно высокая плотность (близкая к плотности воды), что ограничивает их возможность применения при низких коэффициентах аномальности. Высокая стоимость компонентов раствора.

Окончание таблицы 2.6

Тип промывочного агента	Преимущества	Недостатки
Газ, воздух	Высокая экологическая безопасность (при использовании инертных газов).	При остановке циркуляции - осадение шлама на забой, что вызывает необходимость повторного разбуривания породы на забое. Ухудшение условий очистки скважины от выбуренной породы. Возможность бурения только в «сухих» разрезах. При использовании воздуха - высокая пожаро- и взрывоопасность.
Газожидкостные смеси (ГЖС, двух- и трехфазные пены)	Возможность выноса крупных частиц выбуренной породы - диаметром до 4-5 см. Увеличение скорости бурения скважины. Плохое проникновение в пористую среду, что позволяет осуществлять бурение и вскрытие пластов при коэффициенте аномальности 0,1-0,9. При вскрытии продуктивных пластов значительно уменьшаются или полностью отсутствуют зоны проникновения твердой фазы и фильтрата промывочной жидкости. В сравнении с глинистым раствором - повышение механической скорости в 3,6-5 раз, проходки на долото в 2,7-4,3 раза, сокращение сроков освоения скважин, а также повышение производительности скважин в 33,5 раза.	Недостаточная изученность процессов, проходящих на забое скважины. При использовании трёхфазных пен (содержат твердую глинистую фазу) - загрязнение продуктивного горизонта. Необходимость применения специального оборудования для получения и разрушения составов.

По результатам анализа применяемых буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов, их составов и рецептур сделаны следующие выводы:

1) при первичном вскрытии продуктивных пластов с аномально низкими пластовыми давлениями необходимо добиваться предотвращения снижения естественной проницаемости горных пород призабойной зоны пласта, различных осложнений (поглощения, флюидопроявления, осыпи и обвали и др.) и аварий, что возможно при соответствующем выборе типа и качества очистных агентов;

2) применение газожидкостных смесей позволяет повысить качество первичного вскрытия продуктивных пластов за счет улучшения показателей бурения и промывки (рост скорости бурения, улучшение очистки забоя и др.) и сохранения фильтрационно-емкостных свойств горизонта путем снижения дифференциального давления на забой, что невозможно при использовании других типов очистных агентов.

2.5 Выводы

1. Месторождения с аномально низкими пластовыми давлениями широко распространены на месторождениях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (44,5% от фонда месторождений с аномально низкими пластовыми давлениями), АНПД преимущественно встречаются в породах-песчаниках (61%), из них 69% месторождений относятся к высокопродуктивным коллекторам, большая часть которых (34%) по глубинам залегания приурочены к глубинам 1500-2000 м.

2. Эффективное вскрытие продуктивных пластов с аномально низкими пластовыми давлениями целесообразно производить при равновесии или поддержании минимально допустимой депрессии с учетом глубины скважины, что с технологической точки зрения является наиболее эффективным и щадящим способом вскрытия продуктивного горизонта.

3. Газожидкостные промывочные смеси на основе полимерных буровых растворов обладают уникальной способностью влиять в широком диапазоне на плотность на забое и за счет этого изменять гидростатическое давление на забой, что позволяет рекомендовать ГЖС в качестве эффективного промывочного агента при вскрытии продуктивных пластов с аномально низкими пластовыми давлениями.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Долгих, Л. Н. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин / Л. Н. Долгих. - Пермь : Издательство ПГТУ, 2009. –С. 270-296.
2. Теория и практика заканчивания скважин: В 5 т./А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников и др.; Под. ред. АИ. Булатова. — М.: ОАО "Издательство "Недра", 1997. — Т. 1. – С. 350-395
3. Тагиров, К.М. Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов с аномальными давлениями : учеб. пособие / Тагиров, К.М., Гноевых А.Н., Лобкин А.Н. – Москва : «Недра», 1996. – С.170-183
6. Яковлев, А. А. Обоснование применения и исследование составов газожидкостных смесей для промывки скважин в условиях аномально низких пластовых давлений / А. А. Яковлев, М. В. Турицына // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое дело. - 2012. -№4. - С. 42-48.
7. Иванников, В. И. Аномальные пластовые давления в коллекторах нефти и газа / В. И. Иванников // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2005. - №12. - С. 24-27.
8. Фертль, У. Х. Аномальные пластовые давления : перевод с англ. / У. Х. Фертль. - М. : Недра, 1980. – С. 26-35
9. Бабушкин, Э. В. Разработка и применение облегченных полыми микросферами буровых растворов на месторождениях Когалымского региона. /Э. В. Бабушкин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2009.-№10.- С. 24-29.
10. Турицына, М. В. Оценка перспективности применения газожидкостных смесей на месторождениях с аномально низкими пластовыми давлениями / М. В. Турицына, А. А. Яковлев // Научный вестник МГГУ. - 2012. - №6(27).- С. 117-123.
- 11.Агзамов, Ф. А. Анализ технологии вскрытия продуктивных пластов на депрессии. / Ф. А. Агзамов, Р. Н. Дияшев, А. С. Якимов и др. // Нефтяное хозяйство. - 2007. - №10. - С. 125-129.
12. Аветисян, Н. Г. Выбор типа бурового раствора для бурения в неустойчивых породах : обзорная информация. Серия «Бурение» / Н. Г. Аветисян. - М. : ВНИИОЭНГ, 1983. – С. 98-112.
13. Поляков, В. Н. Технология заканчивания нефтяных и газовых скважин / В. Н. Поляков, Р. К. Ишкаев, Р. Р. Лукманов. - Уфа : «ТАУ», 1999.С. 205 - 211
14. Блинов, В. И. Влияние геолого-технических факторов на качество вскрытия и результативность нефтегазовых пластов в процессе бурения / В. И. Блинов, А. В. Тах, И. И. Рыжов // Вскрытие, испытание и опробование пластов в процессе бурения скважин (труды ВНИИБТ). - М. : ВНИИБТ, 1978. - Выпуск XLIII. - С. 28-45

15. Шарипов, А. У. Теоретические и технологические основы вскрытия и заканчивания глубоких скважин / А. У. Шарипов // Материалы семинара-дискуссии «Проблемы первичного и вторичного вскрытия пластов при строительстве и эксплуатации вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин» (г. Уфа, 5-6 декабря 1996 г.). - Уфа : УГНТУ, 1998. - С. 23-25.
16. Турицына, М. В. Оценка перспективности применения газожидкостных смесей на месторождениях с аномально низкими пластовыми давлениями / М. В. Турицына, А. А. Яковлев // Научный вестник МГГУ. - 2012. - №6(27).-С. 117-123
17. Капитонов, В. А. Повышение эффективности первичного вскрытия и освоения продуктивных пластов на основе применения биополимерных растворов : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.15 / Капитонов Владимир Алексеевич. - СПб., 2007. 100-115с.
18. Ибрагимов, Н. Г. Оценка технологической эффективности вскрытия пластов в условиях депрессии / Н. Г. Ибрагимов, Р. Р. Ибатуллин, В. А. Иктисанов и др. // Нефтяное хозяйство. - 2005. - №4. - С. 108-111.
19. Инструкция по вскрытию продуктивных пластов при отрицательном перепаде давления в системе «скважина-пласт» / М. Э. Мерсон.— М. : ОАО НК «ЛУКОЙЛ», 2004. 13- 63с.
20. Салихов, Р. Г. Повышение качества вскрытия продуктивных пластов совершенствованием технологии заканчивания скважин на депрессии : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.15 / Салихов Равиль Габдуллинович. – Пермь, 2003. 150– 181 с.
21. Тагиров, К.М. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии / К. М. Тагиров, В. И. Нифантов. – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. 130–160 с.
22. Рязанов, Я. А. Энциклопедия по буровым растворам / Я. А. Рязанов. - Оренбург : издательство «Летопись», 2005. - 664с.
23. Овчинников, В. П. Заканчивание скважин : учебное пособие для вузов / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, Ф. А. Агзамов и др. - Тюмень : ИПЦ «Экспресс», 2010. -451с.
24. Грей, Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) : перевод с англ. / Дж. Р. Грей, Г. С. Г. Дарли. - М. : Недра, 1985. – С 130-150.
25. Гасумов, Р. А. Разработка комплекса технологий по заканчиванию и ремонту газовых скважин, направленных на сохранение естественной проницаемости продуктивного пласта: автореф. дис. ... д-ра техн. наук : 05.15.10 / Гасумов Рамиз Алиджавад оглы. - Краснодар, 1999. – С. 45-56.
26. Лопатин, Ю. С. Газожидкостная технология промывки бурящихся нефтяных и газовых скважин / Ю. С. Лопатин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 1999. - № 9. - С. 2-6.
27. Уайт, К. К. Буровой раствор на основе афронов: новый метод разбуривания истощенных пластов / К. К. Уайт, А. П. Честер, К. Д. Айвен и др.// Нефтегазовые технологии. - 2004. - №3. - С. 19-23.

28. Тихомиров, В. К. Пены. Теория и практика их получения и разрушения / В. К. Тихомиров. - М. : Химия, 1983. - 264с.
29. Турицына, М. В. Первичное вскрытие пластов с аномально низкими давлениями. Теория и практика современного состояния вопроса / М. В. Турицына // Материалы XII международной молодежной научной конференции «Севергеозкотех-2011» (16-18.03.2011 г., Ухта): в 5 Ч.-2011. - Ч. 2. -С. 62-65.